

# Q3 2015

KVARTALSRAPPORT FOR  
DET NORSKE OLJESELSKAP

---

TRONDHEIM, 4. NOVEMBER 2015



# VIKTIGE HENDELSER I Q3 2015

- **1. juli:** Det norske meldte at redetermineringsprosessen for RBL-fasiliteten var gjennomført. Tilgjengelig opptreksbeløp ble utvidet til 2,9 milliarder dollar. RCF-fasiliteten på 550 millioner dollar ble også ferdigstilt
- **1. juli:** Det norske meldte om et lite olje- og gassfunn på Gina Krog Øst 3
- **2. juli:** Olje- og energidepartementet offentliggjorde fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet, som ga Det norske en eierandel på 11,5733 prosent
- **14. august:** Det norske meldte om produksjonsstart for den andre brønnen på Bøyla og at produksjonsmanifolden for Boa var plassert på havbunnen
- **19. august:** Det norske meldte at total oljeproduksjon fra Alvheim-området hadde passert 300 millioner fat
- **21. august:** Utbyggingsplanene for Johan Sverdrup ble godkjent av Olje- og energidepartementet
- **25. september:** Det norske annonserte en nedjustering av estimatet for investeringskostnadene (CAPEX) for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen med 9 milliarder kroner (brutto)

## VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **14. oktober:** Det norske offentliggjorde oppkjøpet av Svenska Petroleum norske datterselskap

## OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q3 2015	Q3 2014	2015 YTD	2014 YTD
Driftsinntekter	USDm	281	18	942	119
EBITDA	USDm	225	-62	717	-31
Nettoreultat	USDm	-166	-17	-157	8
Resultat per aksje (EPS)	USD	-0,82	-0,09	-0,78	0,05
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	5	37	7	31
Avskrivning per fat	USD/boe	22	131	22	78
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	242	9	559	-32
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-242	-206	-729	-472
Sum eiendeler	USDm	5 237	2 398	5 237	2 398
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 147	529	2 147	529
Betalingsmidler	USDm	207	445	207	445

## OPPSUMMERING AV DRIFTSRESULTATER

	Enhet	Q3 2015	Q3 2014	2015 YTD	2014 YTD
Produksjon					
Alvheim (65%)	boepd	35 574	-	35 233	-
Atla (10%)	boepd	306	621	422	551
Bøyla (65%)	boepd	10 502	-	9 063	-
Jette (70%)	boepd	623	1 080	640	1 431
Jotun (7%)	boepd	83	140	117	150
Varg (5%)	boepd	336	494	345	510
Vilje (46.9%)	boepd	6 599	-	6 590	-
Volund (65%)	boepd	8 783	-	9 618	-
SUM	boepd	62 806	2 335	62 029	2 641
Oljepris	USD/bbl	52	104	58	106
Gasspris	USD/scm	0,26	0,28	0,28	0,29



## OPPSUMMERING AV KVARTALET

Det norske oljeselskap ASA ("selskapet" eller "Det norske") hadde driftsinntekter på 281 (18) millioner dollar i tredje kvartal 2015. Produksjonen i perioden var 62,8 (2,3) tusen fat oljeekvivalenter pr. dag ("mboepd"). Realisert oljepris var i snitt 52 (104) dollar per fat.

EBITDA dette kvartalet utgjorde 225 (-62) millioner dollar, og EBIT var -91 (-90) millioner dollar, nedskrivninger utgjorde 186 (0) millioner dollar i kvartalet. Kvartalsresultatet var -166 (-17) millioner dollar, noe som gir et resultat per aksje (EPS) på -0,82 (-0,09) dollar. Netto rentebærende gjeld beløp seg til 2 147 (529) millioner dollar per 30. september 2015.

Produksjonen på Alvheim-området var solid i tredje kvartal. Den andre produksjonsbrønnen på Bøyla startet opp i august. I september ble boringen av IOR-brønnen Kneler K6 avsluttet og BoaKamNord påbegynt.

Johan Sverdrup-prosjektet har god fremdrift. Utbyggingsplanene ble godkjent, kontraktstildelingene fortsatte og operatøren offentliggjorde et redusert estimat

for investeringskostnader (CAPEX) for fase 1. Olje- og energidepartementet gjorde sitt vedtak om fordeling av eierandeler i lisensen 1. juli 2015. Det norske har påklagd vedtaket og avventer utfallet.

Forboring av produksjonsbrønnene på Ivar Aasenfeltet og arbeidet med å legge rørledningene mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg startet i juli. Byggingen av plattformdekket i Singapore er 85 prosent fullført. Prosjektet går fremover og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016.

I tredje kvartal har selskapet forberedt seg til 23. konsesjonsrunde ved å vurdere mulighetene i Barentshavet.

I oktober offentliggjorde selskapet oppkjøpet av Svenska Petroleum norske datterselskap. Med dette oppkjøpet øker selskapets eierandel i attraktive funn med oppsidepotensial som passer godt inn i den eksisterende porteføljen.

*Prognosene i denne rapporten gjenspeiler dagens oppfatninger om hendelser i fremtiden. De er derfor naturlig nok forbundet med stor risiko og usikkerhet ettersom de avhenger av omstendigheter som vil inntreffe i fremtiden.*

*Alle tall er i US dollar med mindre annet er oppgitt. Tall i parentes viser til tilsvarende periode foregående år og er for 2014 ikke direkte sammelignbare da de representerer Det norske før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.*

# FINANSIELL GJENNOMGANG

## Resultatregnskap

(Millioner US dollar)	Q3 2015	Q3 2014
Driftsinntekter	281	18
EBITDA	225	-62
EBIT	-91	-90
Resultat før skatt	-107	-121
Nettoresultat	-166	-17
Resultat per aksje/EPS (USD)	-0,82	-0,09

Driftsinntekter i tredje kvartal var på 281 (18) millioner dollar.

Letekostnadene dette kvartalet utgjorde 18 (72) millioner dollar og gjenspeiler seismikk-kostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet.

Produksjonskostnadene utgjorde 27 (8) millioner dollar, tilsvarende 4,7 dollar per fat oljeekvivalenter, mens øvrige driftskostnader utgjorde 11 (1) millioner dollar.

Avskrivninger utgjorde 130 (28) millioner dollar, tilsvarende 22 dollar per fat oljeekvivalenter.

Nedskrivninger uten kontanteffekt utgjorde 186 (0) millioner dollar som følge av en nedskrivning av teknisk goodwill som oppstod i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Nedskrivningen skyldes hovedsakelig fallende forwardpriser for olje sammenlignet med forrige kvartal og beskrives nærmere i note 4.

Selskapet fikk et driftsresultat på -91 (-90) millioner dollar i tredje kvartal.

Selskapet fikk et driftsresultat på -91 (-90) millioner dollar i tredje kvartal. Periodens nettoresultat var -166 (-17) millioner dollar etter netto finansposter på -16 (-30) millioner dollar og skatt på 59 (-104) millioner dollar.

Resultat per aksje ble -0,82 (-0,09) dollar.

## Balanse

(Millioner US dollar)	Q3 2015	Q3 2014
Goodwill	948	50
PP&E	2 929	728
Betalingsmidler	207	445
Totale eiendeler	5 237	2 398
Egenkapital	495	962
Rentebærende gjeld	2 353	974

Sum immaterielle eiendeler var 1 846 (639) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 948 (50) millioner dollar. Andre immaterielle eiendeler utgjorde 898 (589) millioner dollar; mesteparten var merverdier fra allokering av kjøpesummen etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Anleggsmidler økte til 2 929 (728) millioner dollar og er behandlet i detalj i note 5. Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 207 (445) millioner dollar per 30. september.

Totale eiendeler økte til 5 237 (2 398) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen ble redusert til 495 (962) millioner dollar ved kvartalsslutt, og gjenspeiler det negative nettoresultatet for perioden.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 424 (0) millioner dollar og er behandlet i note 8. Skatteforpliktelsen kan i hovedsak tilbakeføres til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Rentebærende gjeld økte til 2 353 (974) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 216 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 295 millioner dollar og den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 1 842 millioner dollar.

Betalbar skatt var 0 (0) ved kvartalsslutt og skyldes hovedsakelig urealisert valutatap på langsiktig gjeld og lavere petroleumsinntekter.



### Kontantstrømoppstilling

(Millioner US dollar)	Q3 2015	Q3 2014
Kontantstrøm fra operasjonelt	242	9
Kontantstrøm fra investeringer	-242	-206
Kontantstrøm fra finansiering	22	509
Netto endring i betalingsmidler	22	312
Betalingsmidler kvartalsslutt	207	445

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 242 (9) millioner dollar. Det ble i kvartalet betalt 45 (0) millioner dollar i skatt, som ble innbetalt i august.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -242 (-206) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 237 (125) millioner dollar dette kvartalet, som hovedsakelig relaterer seg til feltinvesteringer (CAPEX) på Ivar Aasen, Alvheim og Johan Sverdrup.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 22 (509) millioner dollar og gjenspeiler netto opptrekk på selskapets RBL-fasilitet dette kvartalet.

### Sikring

Selskapet søker å redusere risikoen forbundet med både valutakurser, renter og råvarepriser ved bruk av sikringsinstrumenter.

I tredje kvartal har selskapet dratt nytte av sikringsavtaler inngått i første halvår 2015. Det er kjøpt salgsopsjoner til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for et volum tilsvarende 30 prosent av estimert produksjon for siste kvartal 2015, noe som tilsvarer 100 prosent av verdi etter skatt. For 2016 har Det norske sikret for om lag 20 prosent av estimert produksjon for 2016, tilvarende 65 prosent av verdi etter skatt.

Selskapet forvalter sin valutakurseksponering gjennom en blanding av terminkontrakter og opsjoner.

## HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

HMS har alltid høyeste prioritet i all vår virksomhet. Selskapet sikrer at alle dets operasjoner og prosjekter foregår i henhold til høyeste HMS-standard. Det norske hadde ingen alvorlige hendelser eller hendelser med høyt potensiale i tredje kvartal.

Det er et høyt aktivitetsnivået i selskapet, og det jobbes målrettet med å opprettholde en høy HMS-standard og forebygging av skader og uønskede hendelser er viet særlig oppmerksomhet på alle nivåer i organisasjonen.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomføre tre tilsyn av Det norskes virksomhet i tredje kvartal. To av tilsynsrapportene foreligger, og det ble avdekket fire avvik og tolv forbedringsområder. Dette blir registrert og fulgt opp i henhold til Det norskes prosedyrer. Det er ingen bekymringer knyttet til selskapets evne til å lukke disse avvikene.

# OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,8 (0,2) millioner fat oljeekvivalenter ("mmboe") i tredje kvartal 2015. Dette tilsvarer 62,8 (2,3) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 52 (104) dollar per fat, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,26 (0,28) dollar pr. standard kubikkmeter (Sm3).

## Alvheim-feltene

### PL 203/088BS/036C/036D/150 (operatør)

De produserende feltene Alvheim (65 prosent), Volund (65 prosent), Bøyla (65 prosent) og Vilje (46,9 prosent) er alle knyttet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO.

Alvheim FPSO har i tredje kvartal hatt en produksjonseffektivitet på 98,1 prosent. Dette er høyere enn i andre kvartal og over målsettingen. Produksjonseffektiviteten for de første ni månedene er 96,6 prosent, som også er godt over målet.

Produksjonen på Bøyla-feltet begynte med én brønn i januar 2015, og vanninjeksjonsbrønnen (M3) startet opp i mars 2015. Den andre brønnen (Bøyla M2) hadde produksjonsstart i begynnelsen av august. Dette markerte avslutningen på prosjektfasen av Bøyla-utbyggingen.

Boreriggen Transocean Winner avsluttet boringen av IOR-brønnen Kneler K6 i midten av september. Produksjonen fra denne brønnen forventes å komme i gang i november i år, etter at den har blitt knyttet opp til produksjonsmanifolden på Kneler A.

Boreriggen ble deretter flyttet til Boa-manifolden for å starte boring av BoaKamNord-brønnen, som også er en del av Alvheim IOR-prosjektet. BoaKamNord-prosjektet består av en brønn og en ny havbunnsmanifold knyttet opp til Boa-manifolden. Fremdriften i prosjektet var god i tredje kvartal. Havbunnsmanifolden ble installert i august og skal koples til eksisterende Alvheim-infrastruktur neste år i forbindelse med oppknytning av BoaKamNord-brønnen. Produksjonen på BoaKamNord har forventet oppstart medio 2016.

Viper-Kobra-utbyggingen, som består av to små, atskilte funn på Alvheim-området, går etter planen. Boringen av de to produksjonsbrønnene skal påbegynnes mot slutten av første kvartal 2016, og produksjonsstart er forventet mot slutten av 2016.

## Andre felt i produksjon

Produksjonen dette kvartalet økte på Jette, mens oljeproduksjonen på Varg var stabil. Produksjonen på Jotun og Atla dette kvartalet ble påvirket av planlagt vedlikehold.

## Ivar Aasen

### PL 001B/242/457 (34,78 prosent, operatør)

Ivar Aasen-prosjektet forløper etter planen med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Ivar Aasen bygges ut med en bemannet produksjonsplattform. Plattformdekket vil ha boligkvarter og et prosesseringsanlegg for førstetrinns separasjon.

Forboring av produksjonsbrønnene startet i midten av juli med boring av fem topphull og installasjon av dype lederør. Den oppjekkbare riggen Maersk Interceptor har fungert veldig bra, og boreoperasjonene ligger foran planen.

Installasjon av rørledningene mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg begynte i juli. Før kvartalsslutt var alle tre rørledningene ferdig installert og testet. Alle havbunns- og rørledningsoperasjoner som er planlagt for år, forventes å være avsluttet i begynnelsen av november.

Det er god fremdrift i byggingen av plattformdekket i Singapore, og plattformdekket er ca. 85 prosent ferdig bygget. Produksjon og installasjon av rør er i gang, og rørene blir nå isolert. Kabeltrekking og terminering går etter planen. Overlevering av de viktigste undersystemene til Det norske klargjøringsteam begynte i september. Byggingen av boligkvarteret på Stord går etter planen. I oktober ble helikopterdekket levert til verftet, montert og løftet på plass.

## Johan Sverdrup Unit

### PL 265/501/502 (11,5733 prosent, partner)

Planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen ble godkjent av Olje- og energidepartementet (OED) i august. OED godkjente også planene for utbygging og drift (PUD) av eksportørledningene for olje og gass og kraft fra land. Dessuten godkjente OED unitiseringsavtalen for hele feltet. Produksjonen forventes å komme i gang i fjerde kvartal 2019.

Kontraktstildelingene fortsatte i tredje kvartal. Kværner ASA fikk kontraktene på levering av stålunderstell til bore- og prosesseringsplattformene. Dragados



Offshore S.A fikk kontrakten på stålunderstellet til boligplattformen. Kontrakten på produksjon og installasjon av to høyspentkabler til kraft fra land gikk til ABB. Aibel fikk kontrakten for anleggsarbeidet på land og på omformerstasjonen som skal sikre kraft fra land. FMC fikk kontrakten på havbunnsutstyret.

I august ble første del av Johan Sverdrup-utbyggingen, en havbunnsramme, ferdig installert der det fremtidige feltsenteret med boreplattformen skal ligge. Heerema Marine Contractors har hatt ansvaret for både konstruksjon, bygging og installasjon. Byggingen av det første stålunderstellet (til prosesseringsplattformen) begynte ved Kværner Verdal.

Den 2. juli kunngjorde OED fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet. Denne beslutningen innebar at Det norske ble tildelt en eierandel i Johan Sverdrup-feltet på 11,5733 prosent. Det norske har påklaget OEDs beslutning til Kongen i Statsråd, som er høyeste klageinstans i forvaltningen. Selskapet avventer utfallet.

I september presenterte operatøren et estimat for investeringskostnader for første fase av utbyggingen til partnerskapet. Det oppdaterte estimatet viser en nedgang i investeringskostnadene som kommer som følge av en positiv markedsreaksjon på kontrakter og innkjøpsordrer.

I PUD var investeringskostnadene for første fase av utbyggingen anslått til 117 milliarder kroner i reelle

termer i reelle termer (2015-kroner) og 123 milliarder kroner i nominelle termer. Investeringskostnadene for første fase har i det oppdaterte estimatet blitt redusert med ni milliarder kroner fra 123 milliarder kroner til 114 milliarder kroner (i nominelle termer), om man antar de samme valutaforutsetningene som i PUD-en. Avsetninger til uforutsette endringer (i NOK) er uendret i det oppdaterte estimatet, og reflekterer risiko knyttet til omfang, tidslinje og prosjektgjennomføring.

Traseen for den nye oljeeksportrørledningen til Mongstad er lagt om for å redusere kostnader og risiko. I stedet for den vanskelige traseen gjennom ulendt terreng inn mot land og på land skal rørledningen nå dreie nordover og følge Fensfjorden helt inn til Mongstad.

#### **Gina Krog** **PL 029B/029C/048/303 (3,3 prosent, partner)**

Feltutbyggingen omfatter et stålunderstell og et integrert plattformdekk med boligkvarter og prosesseringsanlegg. Oljen fra Gina Krog vil bli transportert til markedene med skytteltankere, mens gassen vil bli eksportert via Sleipner-plattformen.

Forboring av produksjonsbrønnene, ved hjelp av den oppjekkbare riggen Maersk Integrator, begynte i slutten av juli.

Letebrønnene på East 3-segmentet ble ferdigstilt i sommer, og mulighetene for fremtidig tilknytning evalueres.

## LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 19 millioner dollar i tredje kvartal. Letekostnadene utgjorde 18 millioner dollar i perioden og var knyttet til seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader. Det foregikk ingen boring dette kvartalet.

I september søkte selskapet om tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2015 med henblikk på å sikre tilleggsarealer i selskapets kjerneområder.

I tredje kvartal har selskapet forberedt seg til 23. konsesjonsrunde ved å vurdere mulighetene i Barentshavet og arbeide for å optimalisere selskapets letingsportefølje inn mot 2016.



# ANDRE HENDELSER

## Oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS

I oktober kunne Det norske melde at selskapet hadde inngått avtale om å overta Svenska Petroleum Exploration AS («Svenska») for 75 millioner dollar. Oppgjøret skjer gjennom et kontantvederlag på gjeldfri basis.

Svenska har 15 ansatte og 13 lisenser i Norge, inkludert funnene Krafla/Askja (25 prosent), Garantiana (20 prosent), Frigg Gamma Delta (40 prosent) og Fulla/Lille-Frigg (25 prosent) i Nordsjøen. I tillegg har selskapet fire letelisisenser i Norskehavet.

Mulige investeringsbeslutninger for Krafla/Askja og Garantiana er forventet rundt 2018.

Transaksjonen vil ha skatteeffekt fra skatteåret 2015. Ved årsslutt 2014 hadde Svenska et fremførbart underskudd tilsvarende en verdi på 130 millioner kroner etter skatt, som er forventet å bli benyttet mot betalbar skatt for skatteåret 2015.

Transaksjonen er forventet å bli ferdigstilt i fjerde kvartal 2015, med forbehold om myndighetenes godkjenning

## Kjøp og salg av andeler i letelisisenser

I august kjøpte Det norske en 10 prosents eierandel i PL722 fra North Energy kontant. Det vil bli tatt en ”drill or drop”-beslutning i 2016.

I oktober undertegnet Det norske en avtale om salg av andeler med MOL Norge AS for 20 prosents eierandel i PL 790, 10 prosent i PL748 og 25 prosent i PL 678. Som kompensasjon skal MOL dekke en del av Det norske kostnader i forbindelse med inntil to potensielle lettebrønner.

Begge avtalene krever godkjenning fra myndighetene.

# UTSIKTER

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Det norske fortsetter å bygge ut Alvheim-området og forventer at IOR-brønnen Kneler K6 skal komme i produksjon i fjerde kvartal. Johan Sverdrup-prosjektet går fremover, og selskapet avventer utfallet av klageprosessen med hensyn til fordelingen av eierandelene i feltet.

I et krevende makro-bilde går selskapets forbedringsprogram fremover. Det norske har realisert 2015 besparelser ut over de 100 millioner dollar som ble annonsert ved årets start. For den neste fasen av programmet er målet ytterligere kostnadsreduksjoner, strømlinjeforming av arbeidsprosessene og forbedring av selskapets drift for å sikre varige kostnadsbesparelser. Dette er en viktig del av arbeidet for å styrke virksomhetens posisjon i markedet.

Oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS passer inn i Det norske strategi og øker selskapets eierandeler i attraktive funn med oppsidepotensiale. Selskapet forventer yteerligere boring på både Krafla/Askja og Garantiana i 2016.

Med om lag 1,7 milliarder dollar tilgjengelig i likvide midler er selskapet finansielt robust og har sikret finansieringen av arbeidsprogrammet frem til produksjonsstart på Johan Sverdrup.

Forventet produksjon i 2015 er omlag 62 mboepd, feltinvesteringene (CAPEX) forventes å ligge i området 925 millioner dollar, leteutgiftene på rundt 95 millioner dollar og produksjonskostnadene på omlag 6,5 dollar per fat oljeekvivalenter.





# REGNSKAP MED NOTER

## RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Q3		01.01.-30.09.	
		2015	2014	2015	2014
Petroleumsinntekter	2	280 537	18 410	940 369	67 251
Andre driftsinntekter		460	-76	2 042	51 309
<b>Driftsinntekter</b>		<b>280 996</b>	<b>18 334</b>	<b>942 411</b>	<b>118 560</b>
Utforskningskostnader	3	18 066	71 778	57 537	112 844
Produksjonskostnader		26 888	7 906	116 923	22 354
Avskrivninger	5	129 790	28 080	369 368	56 071
Nedskrivninger	4	185 756		238 529	27 402
Andre driftskostnader	6	11 433	993	48 380	14 714
<b>Driftskostnader</b>		<b>371 932</b>	<b>108 757</b>	<b>830 738</b>	<b>233 386</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>-90 936</b>	<b>-90 423</b>	<b>111 673</b>	<b>-114 825</b>
Renteinntekter		184	1 856	1 359	5 421
Annen finansinntekt		56 653	6 821	97 436	15 386
Rentekostnader		27 654	17 738	79 332	49 028
Annen finanskostnad		44 991	21 082	93 538	35 688
<b>Netto finansposter</b>	7	<b>-15 808</b>	<b>-30 143</b>	<b>-74 076</b>	<b>-63 909</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>-106 744</b>	<b>-120 567</b>	<b>37 597</b>	<b>-178 734</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	8	59 441	-103 615	194 065	-186 482
<b>Periodens resultat</b>		<b>-166 185</b>	<b>-16 952</b>	<b>-156 468</b>	<b>7 748</b>
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	178 542 009	202 618 602	153 840 050
Resultat etter skatt pr. aksje		-0,82	-0,09	-0,77	0,05

## OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Q3		01.01.-30.09.	
		2015	2014	2015	2014
Periodens resultat		-166 185	-16 952	-156 468	7 748
<b>Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)</b>					
Aktuariell gevinst/tap pensjon			-912		-912
<b>Total resultat</b>		<b>-166 185</b>	<b>-17 863</b>	<b>-156 468</b>	<b>6 836</b>



## OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
<b>EIENDELER</b>				
<b>Immaterielle eiendeler</b>				
Goodwill	5	948 175	49 768	1 186 704
Aktiverte leteutgifter	5	300 841	276 772	291 619
Andre immaterielle eiendeler	5	597 140	158 286	648 788
Utsatt skattefordel	8		154 422	
<b>Varige driftsmidler</b>				
Varige driftsmidler	5	2 929 128	728 389	2 549 271
<b>Finansielle eiendeler</b>				
Langsiktige fordringer	11	4 440	12 203	8 799
Andre langsiktige eiendeler	9	4 396	46 242	3 598
Langsiktige derivater	14	5 768		
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>4 789 888</b>	<b>1 426 081</b>	<b>4 688 778</b>
<b>Varer</b>				
Varelager		32 013	5 207	25 008
<b>Fordringer</b>				
Kundefordringer	15	64 061	9 188	186 461
Andre kortsiktige fordringer	10	114 049	156 897	184 592
Andre kortsiktige plasseringer		2 892	3 797	3 289
Beregnet skatt til utbetaling	8	8 095	352 476	
Kortsiktige derivater	14	18 786		
<b>Betalingsmidler</b>				
Betalingsmidler	12	206 941	444 849	296 244
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>446 836</b>	<b>972 413</b>	<b>695 594</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>5 236 724</b>	<b>2 398 494</b>	<b>5 384 372</b>

**OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)**

(USD 1 000)	Note	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
<b>Egenkapital</b>				
Aksjekapital	13	37 530	37 530	37 530
Overkurs		1 029 617	1 029 617	1 029 617
Annen egenkapital		-571 954	-105 375	-415 485
<b>Total egenkapital</b>		<b>495 193</b>	<b>961 772</b>	<b>651 662</b>
<b>Avsetning for forpliktelser</b>				
Pensjonsforpliktelser		1 601	2 380	2 021
Utsatt skatt	8	1 423 879		1 286 357
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	506 541	129 329	483 323
Andre avsetninger for forpliktelser			67	12 044
<b>Langsiktig gjeld</b>				
Obligasjonslån	17	511 070	291 875	253 141
Annen rentebærende gjeld	18	1 842 425	405 433	2 037 299
Langsiktige derivater	14	47 170	6 966	5 646
<b>Kortsiktig gjeld</b>				
Kortsiktig lån			183 851	
Leverandørgjeld		56 984	103 906	152 258
Obligasjonslån			92 945	
Offentlige trekk og avgifter		6 493	2 847	6 758
Betalbar skatt	8			189 098
Kortsiktige derivater	14	9 891		25 224
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	3 758	15 773	5 728
Annen kortsiktig gjeld	16	331 718	201 351	273 813
<b>Sum gjeld</b>		<b>4 741 531</b>	<b>1 436 722</b>	<b>4 732 710</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>5 236 724</b>	<b>2 398 494</b>	<b>5 384 372</b>



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			
(USD 1 000)								
<b>Egenkapital per 31.12.2013</b>	<b>27 656</b>	<b>564 736</b>	573 083	-223	-48 334	-592 818	<b>-68 292</b>	<b>524 100</b>
Emisjon	9 874	469 249			-24 350		-24 350	454 773
Transaksjonskostnad, emisjon		-4 368			261		261	-4 107
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 30.09.2014				-897	-19 846	7 748	-12 995	-12 995
<b>Egenkapital per 30.09.2014</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-1 121	-92 268	-585 070	<b>-105 375</b>	<b>961 772</b>
Periodens totalresultat 1.10.2014 - 31.12.2014					-23 223	-286 887	-310 110	-310 110
Avvikling ytelsespensjon				1 016		-1 016		
<b>Egenkapital per 31.12.2014</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-105	-115 491	-872 972	<b>-415 485</b>	<b>651 662</b>
Periodens totalresultat 1.1.2015 - 30.09.2015						-156 468	-156 468	-156 468
<b>Egenkapital per 30.09.2015</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-105	-115 491	-1 029 440	<b>-571 954</b>	<b>495 193</b>

\* Presentasjonsvaluta har retrospektivt blitt endret til amerikanske dollar (USD) som om USD alltid har vært presentasjonsvalutaen. For hver kategori av egenkapitalen per 1. januar 2013, har de historiske valutakursene blitt benyttet ved omregning til USD. Av den grunn har det oppstått en omregningsdifferanse, siden presentasjonsvalutaen er ulik funksjonell valuta i periodene før endringen av funksjonell valuta til USD som ble gjennomført den 15. oktober 2014. For hver periode som presenteres før endring av funksjonell valuta, benyttes sluttkurs ved omregning av utgående balanse av sum egenkapital.

**KONTANTSTRØMOPPSTILLING (Urevidert)**

(USD 1 000)	Note	Q3		01.01.-30.09.		Year
		2015	2014	2015	2014	2014
<b>Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter</b>						
Resultat før skattekostnad		-106 744	-120 567	37 597	-178 734	-375 624
Betalte skatter i perioden		-44 715		-235 221		-109 068
Periodens mottatte skattefordring						190 532
Avskrivninger	5	129 790	28 080	369 368	56 071	160 254
Nedskrivninger	4	185 756		238 529	27 402	346 420
Kalkulatorisk rente i nåverdiregning av fjerningsforpliktelse	19	6 657	1 836	19 605	6 118	12 410
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt			-118		-49 826	-49 765
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	7	10 177	-1 073	1 430	-937	10 616
Amortisering av rente- og etableringskostnader	7	3 539	2 259	15 218	5 515	26 711
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon	16			-2 878		
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3	-686	48 430	9 190	65 328	99 061
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-180 545	20 519	-441 709	49 152	-530 150
Endring i fjerningsforpliktelse						-1 952
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		238 978	29 943	550 629	-11 923	483 345
<b>Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>		<b>242 206</b>	<b>9 310</b>	<b>561 757</b>	<b>-31 834</b>	<b>262 791</b>
<b>Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter</b>						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	19	-5 592	-11 785	-8 768	-12 608	-14 087
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-236 659	-125 136	-688 122	-328 253	-583 200
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)						-1 513 591
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	5	-178	-69 206	-32 093	-139 821	-164 128
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser					8 944	8 862
<b>Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>		<b>-242 429</b>	<b>-206 128</b>	<b>-728 982</b>	<b>-471 739</b>	<b>-2 266 144</b>
<b>Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter</b>						
Emisjon			485 496		485 496	474 755
Nedbetaling av kortsiktig gjeld						-162 434
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)						-87 536
Nedbetaling av langsiktig gjeld	18		-130 974	-330 000	-178 603	-1 147 934
Etableringskostnader		-3 067		-14 380		-67 350
Opptak av langsiktig gjeld	17,18	25 000	154 076	425 000	272 183	2 897 354
Opptak av kortsiktig gjeld					114 602	116 829
<b>Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>		<b>21 933</b>	<b>508 598</b>	<b>80 620</b>	<b>693 677</b>	<b>2 023 684</b>
<b>Netto endring i betalingsmidler</b>		<b>21 711</b>	<b>311 780</b>	<b>-86 604</b>	<b>190 105</b>	<b>20 331</b>
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		187 928	156 995	296 244	280 942	280 942
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-2 698	-23 926	-2 698	-26 198	-5 029
<b>Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt</b>		<b>206 941</b>	<b>444 849</b>	<b>206 941</b>	<b>444 849</b>	<b>296 244</b>
<b>Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt</b>						
Bankinnskudd		203 323	443 126	203 323	443 126	291 346
Bundne bankinnskudd		3 618	1 723	3 618	1 723	4 897
<b>Sum betalingsmidler ved periodens slutt</b>	12	<b>206 941</b>	<b>444 849</b>	<b>206 941</b>	<b>444 849</b>	<b>296 244</b>



## NOTER

(Alle tall i USD 1 000)

Denne delårsrapporten er utarbeidet i henhold til internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS), utgitt av styret i IASB og i tråd med IAS 34 "Delårsrapportering". Delårsrapporten inneholder derfor ikke all informasjon som er påkrevd etter full IFRS og bør derfor leses i sammenheng med selskapets årsregnskap per 31. desember 2014. Denne delårsrapporten har ikke vært gjenstand for revisjon eller forenklet revisorkontroll.

### Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i all vesentlighet i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2014. Ingen nye regnskapsstandarder har blitt inkludert fra 1. januar 2015, men det har vært gjennomført noen årlige forbedringssykluser som beskrevet i årsregnskapet for 2014. Dette har ikke hatt vesentlig påvirkning for selskapet.

Som beskrevet i årsrapporten, endret selskapet sin presentasjonsvaluta fra NOK til USD med effekt fra 15. oktober 2014. Den finansielle informasjonen for delårsperioden tredje kvartal 2014, som historisk var presentert i NOK, har derfor blitt omarbeidet til USD som om USD alltid har vært presentasjonsvaluta.

Det er foretatt en mindre endring i presentasjon av poster i resultatregnskapet siden Q4 2014. Selskapet vil ikke lenger presentere lønnskostnader separat ettersom disse kostnadene i sin helhet allokeres til andre poster som produksjonskostnader til produserende lisenser og utforskningskostnader for felt under utvikling. Kostnader som tidligere ble presentert som lønn er i hovedsak klassifisert som andre driftskostnader i resultatregnskapet. I tillegg er arealavgift som før 2015 var inkludert i andre driftskostnader nå reklassifisert til utforskningskostnader, og sammenligningstallene er omarbeidet tilsvarende.

### Note 2 Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter (USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
Bokførte oljeinntekter	252 353	14 907	847 056	59 212
Bokførte gassinntekter	27 456	2 510	90 971	5 349
Tariffinntekter	728	993	2 342	2 690
<b>Sum petroleumsinntekter</b>	<b>280 537</b>	<b>18 410</b>	<b>940 369</b>	<b>67 251</b>
<b>Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)</b>				
Olje	5 135 774	153 383	14 888 483	556 523
Gass	642 419	61 405	2 045 493	164 310
<b>Sum produserte volumer</b>	<b>5 778 193</b>	<b>214 788</b>	<b>16 933 976</b>	<b>720 833</b>

### Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	6 589	5 516	18 772	16 315
Viderebelastning av riggekostnader		-229	407	-11 091
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	1 980	10 653	10 827	23 158
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år		1 590	1 292	5 098
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	-686	46 840	7 898	60 230
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	8 720	4 213	12 719	11 527
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	-114	1 159	274	2 664
Arealavgift	1 577	2 035	5 348	4 943
<b>Sum utforskningskostnader</b>	<b>18 066</b>	<b>71 778</b>	<b>57 537</b>	<b>112 844</b>

Arealavgift som før 2015 var inkludert i andre driftskostnader er nå reklassifisert til utforskningskostnader, som nevnt i note 1.



## Note 4 Nedskrivinger

### Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 30. september 2015 har det vært en nedgang i observerbare markedspriser sammenlignet med 30. juni 2015, hvilket anses som en nedskrivningsindikator. Nedskrivningstesten for varige driftsmidler gir ingen nedskrivning, men testen for goodwill viser nedskrivning som beskrevet under.

Når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp, gjennomføres nedskrivning. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket kostnad ved å selge, og eiendelens bruksverdi. Nedskrivningstestene i tredje kvartal 2015 er basert på bruksverdier. I vurderingen av bruksverdi benyttes forventede framtidige kontantstrømmer, neddiskontert til netto nåverdi ved bruk av en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer markedsbasert tidsverdi av penger, samt risiko spesifikk for eiendelen. Diskonteringsrenten er utledet fra et vektet kapitalavkastningskrav (WACC) for markedsaktører. Framtidige kontantstrømmer projiseres ut fra estimert levetid på feltene. Denne kan overstige fem år.

For produserende lisenser og lisenser i utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere framtidige kontantstrømmer etter skatt. Nedenfor følger en oversikt av de sentrale forutsetningene som er benyttet ved nedskrivningstestene per 30. september 2015.

### Olje- og gasspriser

Framtidig prisnivå er en nøkkelforutsetning i analysen, og har vesentlig effekt på netto nåverdi. Forventet prisnivå er basert på ledelsens estimater og observerbare markedsdata. Informasjon om markedsprisene i nær framtid kan innhentes i markedet for framtidige kontrakter. På lang sikt er informasjon om framtidige priser mindre pålitelige, ettersom det er færre observerbare markedstransaksjoner. I nedskrivningstesten er derfor oljeprisen basert på forwardkurven for perioden fjerde kvartal 2015 til utgangen av 2019. Fra 2020 er prisforutsetningen basert på ledelsens langsiktige prisforutsetninger.

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

År	USD/BOE
2015	47,85
2016	52,53
2017	56,91
2018	59,31
2019	60,84
Fra 2020 (i reelle priser)	85,00

### Olje- og gassreserver

Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Gjenvinnbart beløp er sensitivt for endringer i reservene.

### Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten er basert på selskapets vektete kapitalavkastningskrav (WACC). Benyttet kapitalstruktur i det vektete kapitalavkastningskravet er utledet fra kapitalstrukturen i sammenlignbare selskaper og andre markedsaktører med optimal struktur. Egenkapitalkostnaden er basert på forventet avkastningskrav for selskapets investorer. Gjeldskostnaden er basert på rentebærende gjeld spesifikk for overtatte eiendeler. Betafaktorene evalueres årlig på grunnlag av offisielt tilgjengelige markedsdata om identifiserte sammenlignbare selskaper.

Basert på det ovennevnte er nominell diskonteringsrente etter skatt satt til 9,1 prosent.

### Valutakurser

Ettersom Det norske funksjonelle valuta ble endret til USD i 2014, er selskapet regnskapsmessig eksponert for valutakursendringer i kontantstrømmer i andre valutaer enn USD. På samme måte som forventet framtidig oljepris, benyttes forwardkurven for valutakurser fra 2015 til 2019, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2020 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene for tredje kvartal 2015:

År	NOK/USD
2015	8,48
2016	8,50
2017	8,47
2018	8,39
2019	8,33
Fra 2020	7,00

### Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent.



## Nedskrivningstest goodwill

For nedskrivningsformål er goodwill ervervet ved virksomhetssammenslutninger før nedskrivninger i tredje kvartal 2015, allokert slik:

<b>Goodwill (USD 1 000)</b>	
Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1. januar 2015	803 091
Ordinær goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	289 628
Gjenværende teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	41 212

Teknisk goodwill er allokert til hver enkelt kontantgenererende enhet ("KGE") som grunnlag for nedskrivningstester. Alle felt tilknyttet Alvheim FPSO er vurdert til å være inkludert i én og samme KGE ("Alvheim KGE"), som medfører at alle produserende felt i tidligere Marathon Oil Norge AS er inkludert i en KGE. Ordinær goodwill fra oppkjøpet er allokert til en gruppe KGE-er som inkluderer både felt ervervet fra Marathon Oil Norge AS og eksisterende Det norske-felt, ettersom disse hovedsakelig relaterer seg til skatte- og arbeidsstyrkesynergier. Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger er hovedsakelig allokert til Johan Sverdrup (USD 23 millioner) og Ivar Aasen (USD 8 millioner). Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger allokert til andre lisenser anses ikke vesentlig sett i forhold til samlet bokført verdi på goodwill.

## Nedskrivningstest ordinær goodwill

Som nevnt ovenfor, er ordinær goodwill allokert på tvers av alle KGE-er i nedskrivningstesten. Samlet gjenvinnbart beløp overstiger bokført verdi med betydelig margin. Således gjennomføres ingen nedskrivning av ordinær goodwill.

## Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS

Bokført verdi av Alvheim KGE består av bokført verdi av oljefeltene tillagt tilhørende teknisk goodwill. I gjennomført nedskrivningstest, er bokført verdi justert med gjenværende andel av utsatt skatt som goodwill oppsto fra, for å unngå umiddelbar nedskrivning av all teknisk goodwill.

Bokført verdi av Alvheim KGE er kalkulert som følger:

<b>(USD 1 000)</b>	
Balanseført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	2 167 839
+ Teknisk goodwill	803 091
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 120 692
<b>Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger</b>	<b>1 850 238</b>

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

<b>(USD 1 000)</b>	
Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	1 850 238
Gjenvinnbart beløp (inkludert "amortization benefit")	1 664 482
<b>Nedskrivning</b>	<b>185 756</b>
Nedskrivning 01.01. - 30.06.2015	52 773
<b>Nedskrivning 01.01. - 30.09.2015</b>	<b>238 529</b>

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I tredje kvartal 2015, er reduksjonen i utsatt skatt og oppdaterte forutsetninger de viktigste faktorene som har bidratt til nedskrivningen på USD 185,8 millioner.

## Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser hvordan nedskrivningen av goodwill allokert til Alvheim KGE ville blitt påvirket av endringer i de forskjellige forutsetningene, forutsatt at øvrige forutsetninger forblir konstante.

<b>Forutsetning (USD millioner)</b>	<b>Endring</b>	<b>Endring i goodwillnedskrivning etter</b>	
		<b>økning i forutsetning</b>	<b>reduksjon i forutsetning</b>
Olje- og gasspris	+/- 20 %	-185,8	304,2
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5 %	-78,9	78,8
Diskonteringsrente	+/- 1 % poeng	47,4	-50,1
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	3,9	-5,0
Inflasjon	+/- 1 % poeng	-55,5	51,7

## Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

Det har ikke blitt bokført nedskrivning av teknisk goodwill for andre virksomhetssammenslutninger i tredje kvartal 2015.

Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
<b>Balanseført verdi 31.12.2014</b>	<b>1 324 556</b>	<b>1 206 077</b>	<b>18 639</b>	<b>2 549 271</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2014</b>	<b>1 324 556</b>	<b>1 856 371</b>	<b>35 684</b>	<b>3 216 612</b>
Tilgang	398 289	51 023	5 854	455 167
Reklassifisering	-452 953	452 963		9
<b>Anskaffelseskost 30.06.2015</b>	<b>1 269 893</b>	<b>2 360 357</b>	<b>41 538</b>	<b>3 671 788</b>
Akk. av- og nedskrivninger 30.06.2015		848 977	19 109	868 085
<b>Balanseført verdi 30.06.2015</b>	<b>1 269 893</b>	<b>1 511 381</b>	<b>22 430</b>	<b>2 803 703</b>
<b>Anskaffelseskost 30.06.2015</b>	<b>1 269 892</b>	<b>2 360 357</b>	<b>41 539</b>	<b>3 671 788</b>
Tilgang	205 334	24 187	1 304	230 825
Reklassifisering*	-56 215	61 446		5 231
<b>Anskaffelseskost 30.09.2015</b>	<b>1 419 011</b>	<b>2 445 991</b>	<b>42 843</b>	<b>3 907 843</b>
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2015		958 579	20 137	978 716
<b>Balanseført verdi 30.09.2015</b>	<b>1 419 011</b>	<b>1 487 412</b>	<b>22 706</b>	<b>2 929 128</b>
Avskrivninger Q3 2015		109 603	1 012	110 615
Avskrivninger 01.01. - 30.09.2015		308 284	3 055	311 339

\*På Bøylalisen har en ny brønn blitt satt i produksjon i løpet av tredje kvartal 2015 og de tilhørende kostnadene er derfor omklassifisert fra anlegg under utbygging til produksjonsanlegg.

Anskaffelseskost og historiske avskrivninger per 31. desember 2014 i tabellen over kan ikke avstemmes mot tilsvarende tall i årsregnskapet for 2014, siden omregningsdifferansene fra 2014 ikke lengre er presentert separat.

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til "Anlegg under utbygging" når feltet går inn i utbyggingsfasen. Felt under utbygging omklassifiseres til "Produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Inventar, kontormaskiner o.l. avskrives lineært over levetiden, 3-5 år. Fjernings- og nedstengningskostnad inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegg og felt under utbygging.



<b>Immaterielle eiendeler</b> (USD 1 000)	<b>Lisenser etc.</b>	<b>Software</b>	<b>Totalt</b>	<b>Aktiverte letebrønner</b>	<b>Goodwill</b>
<b>Balansført verdi 31.12.2014</b>	<b>646 482</b>	<b>2 306</b>	<b>648 788</b>	<b>291 619</b>	<b>1 186 704</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2014</b>	<b>712 237</b>	<b>9 064</b>	<b>721 301</b>	<b>291 619</b>	<b>1 556 468</b>
Tilgang	2 467	21	2 487	27 363	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				9 876	
Reklassifisering				-9	
<b>Anskaffelseskost 30.06.2015</b>	<b>714 704</b>	<b>9 085</b>	<b>723 788</b>	<b>309 096</b>	<b>1 556 468</b>
Akk. av- og nedskrivninger 30.06.2015	104 287	7 080	111 368		422 538
<b>Balansført verdi 30.06.2015</b>	<b>610 416</b>	<b>2 004</b>	<b>612 421</b>	<b>309 096</b>	<b>1 133 930</b>
<b>Anskaffelseskost 30.06.2015</b>	<b>714 704</b>	<b>9 085</b>	<b>723 788</b>	<b>309 096</b>	<b>1 556 468</b>
Tilgang				184	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				-686	
Reklassifisering	3 895		3 895	-9 126	
<b>Anskaffelseskost 30.09.2015</b>	<b>718 598</b>	<b>9 085</b>	<b>727 683</b>	<b>300 841</b>	<b>1 556 468</b>
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2015	123 276	7 266	130 542		608 293
<b>Balansført verdi 30.09.2015</b>	<b>595 322</b>	<b>1 818</b>	<b>597 140</b>	<b>300 841</b>	<b>948 175</b>
Avskrivninger Q3 2015	18 989	186	19 175		
Avskrivninger 01.01. - 30.09.2015	57 521	508	58 030		
Nedskrivninger Q3 2015					185 756
Nedskrivninger 01.01. - 30.09.2015					238 529

Anskaffelseskost og historiske avskrivninger per 31. desember 2014 i tabellen over kan ikke avstemmes mot tilsvarende tall i årsregnskapet for 2014, siden omregningsdifferansene fra 2014 ikke lengre er presentert separat.

Se note 4 for informasjon om nedskrivninger.

<b>Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)</b>	<b>Q3</b>		<b>01.01.-30.09.</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Avskrivning av varige driftsmidler	110 615	27 710	311 339	54 958
Avskrivning av immaterielle eiendeler	19 175	370	58 030	1 113
<b>Sum avskrivninger i resultatregnskapet</b>	<b>129 790</b>	<b>28 080</b>	<b>369 368</b>	<b>56 071</b>

## Note 6 Andre driftskostnader

Spesifikasjon av andre driftskostnader (USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
Totale andre driftskostnader	34 046	31 398	106 928	108 722
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-22 613	-30 405	-58 549	-94 007
<b>Netto andre driftskostnader</b>	<b>11 433</b>	<b>993</b>	<b>48 380</b>	<b>14 714</b>

Kostnader som før 2015 ble presentert som lønn er nå inkludert i andre driftskostnader, jf. beskrivelse i note 1.

## Note 7 Finansposter

(USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
<b>Renteinntekter</b>	<b>184</b>	<b>1 856</b>	<b>1 359</b>	<b>5 421</b>
Realisert gevinst på derivater	6 743		6 936	
Avkastning på finansielle plasseringer		23	24	72
Verdiendringer derivater	30 642	1 073	42 804	1 463
Valutagevinst	19 268	5 725	47 672	13 851
<b>Sum annen finansinntekt</b>	<b>56 653</b>	<b>6 821</b>	<b>97 436</b>	<b>15 386</b>
Rentekostnader	36 193	25 998	90 511	62 952
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-18 735	-12 356	-46 001	-25 557
Amortiserte lånekostnader og fjerningskostnader	10 196	4 096	34 822	11 633
<b>Sum rentekostnader</b>	<b>27 654</b>	<b>17 738</b>	<b>79 332</b>	<b>49 028</b>
Valutatap		20 456		32 453
Realisert tap på derivater	4 166	626	49 299	2 708
Verdiendringer derivater	40 819		44 234	526
Verdinedgang på finansielle plasseringer	6		6	
<b>Sum annen finanskostnad</b>	<b>44 991</b>	<b>21 082</b>	<b>93 538</b>	<b>35 688</b>
<b>Sum netto finansposter</b>	<b>-15 808</b>	<b>-30 143</b>	<b>-74 076</b>	<b>-63 909</b>



## Note 8 Skatt

Skattekostnad for perioden framkommer slik (USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
Årets betalbare skatt/skatt til gode	-8 956	-70 675	67 207	-138 695
Endring utsatt skatt	68 400	-31 054	131 418	-46 729
Skatt ført direkte mot resultatregnskapet		-1 885		
Endringer knyttet til tidligere år	-3		-4 560	-1 058
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>59 441</b>	<b>-103 615</b>	<b>194 065</b>	<b>-186 482</b>

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1.	-189 098	231 972	231 972
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	-67 431	138 695	581 667
Betalbar skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS			-910 332
Betalt skatt/skattefordring	235 221		-81 464
Endringer knyttet til tidligere år	10 664		-528
Revaluering av betalbar skatt	18 740		19 574
Omregningsdifferanse*		-18 192	-29 988
<b>Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)</b>	<b>8 095</b>	<b>352 476</b>	<b>-189 098</b>

\*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD per 15. oktober 2014, som beskrevet i regnskapsprinsippene i årsregnskapet for 2014.

Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Q3		01.01.-30.09.	
	2015	2014	2015	2014
Utsatt skatt 1.1.	-1 286 357	103 625	103 625	
Endring utsatt skatt	-131 418	58 858		-484 360
Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS				-911 363
Justering for tidligere perioder	-6 104	1 058		
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser				14 938
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital				4 999
Omregningsdifferanse*			-9 118	-14 195
<b>Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)</b>	<b>-1 423 879</b>	<b>154 422</b>	<b>154 422</b>	<b>-1 286 357</b>

\*\*Skatteverdier føres til valutakursen på transaksjonstidspunktet. Når NOK/USD-valutakursen øker, øker skatteraten, ettersom det blir mindre gjenværende skattemessige avskrivninger målt i USD.

I henhold til lovbestemte krav, skal beregningen av betalbar skatt utarbeides i NOK. Dette kan påvirke skatteraten når funksjonell valuta er forskjellig fra NOK. Hovedforskjellen i de første ni månedene av 2015 knytter seg til disagio på den reservebaserte lånefasiliteten i USD. Denne gir opphav til et fradragsberettiget tap uten at resultat før skatt er påvirket.

Revalueringen av betalbar skatt er presentert som agio/disagio i resultatregnskapet, mens revaluering av skattebalanser knyttet til utsatt skatt presenteres som skattekostnad.

## Note 9 Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Aksjer i Alvheim AS	10		10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021		
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 860	1 814
<b>Investeringer i datterselskaper</b>	<b>2 845</b>	<b>1 860</b>	<b>1 824</b>
Rentereserve kredittfasilitet		42 374	
Husleiedepositum	1 551	2 008	1 774
<b>Sum andre langsiktige eiendeler</b>	<b>4 396</b>	<b>46 242</b>	<b>3 598</b>

Det norske oljeselskap AS het tidligere Marathon Oil Norge AS og dette selskapet var en del av det konsoliderte regnskapet i fjerde kvartal 2014. For 2015 anses dette å være uvesentlig, siden all aktivitet i det forhenværende Marathon Oil Norge AS har blitt overført til selskapet i fjerde kvartal 2014.

## Note 10 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	6 660	8 135	5 866
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	35 757	46 249	41 682
Tilgode merverdiavgift	7 472	3 809	7 986
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	17 755	4 922	22 896
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	25 084		
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	21 322	93 782	106 162
<b>Sum andre kortsiktige fordringer</b>	<b>114 049</b>	<b>156 897</b>	<b>184 592</b>

\*For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se note 11.

## Note 11 Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	4 440	12 203	8 799
<b>Sum langsiktige fordringer</b>	<b>4 440</b>	<b>12 203</b>	<b>8 799</b>

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla var høyere enn det kommersielle volumet. Dette var forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig reduserte produksjonen fra nabofeltet Skirne. Skirne-partnerne har derfor tidligere mottatt og solgt olje og gass fra Atla, men i 2014 startet Skirne å tilbakelevere volumer til Atla-partnerne. Inntekter blir innregnet basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi, på samme måte som for over/underløft. Denne utsatte kompensasjonen er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av tidspunkt for når det forventes tilbakelevering av olje og gass. Se også note 10.

## Note 12 Betalingsmidler

Regnskapslinjen betalingsmidler består av bankkonti samt kortsiktige plasseringer som utgjør deler av selskapets transaksjonslikviditet.

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Bankinnskudd	203 323	443 126	291 346
Bundne midler (skattetrekk)	3 618	1 723	4 897
<b>Sum betalingsmidler</b>	<b>206 941</b>	<b>444 849</b>	<b>296 244</b>
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 18)	550 000		
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån		142 706	
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 18)	985 964	580 000	593 000



### Note 13 Aksjekapital

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Aksjekapital	37 530	37 530	37 530
Antall aksjer (i hele tusen)	202 619	202 619	202 619
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00	1,00

### Note 14 Derivater

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Urealisert gevinst på råvarederivater	5 768		
<b>Langsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>5 768</b>		
Urealisert gevinst på råvarederivater	18 786		
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>18 786</b>		
<b>Sum derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>24 553</b>		
Urealisert tap på valutakontrakter	2 889		
Urealisert tap på rentebytteavtaler	44 281	6 966	5 646
<b>Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>47 170</b>	<b>6 966</b>	<b>5 646</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	9 590		25 224
Urealisert tap på rentebytteavtaler	301		
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>9 891</b>		<b>25 224</b>
<b>Sum derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>57 061</b>	<b>6 966</b>	<b>30 870</b>

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Oljederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Selskapet benytter rentebytteavtaler for å sikre sin renteeksponering. Valutaterminer er benyttet for å veksle om USD til utenlandsk valuta, hovedsakelig NOK, EUR, GBP og SGD, for å sikre kostnader i disse valutaene. Per i dag blir alle derivatene regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet.

### Note 15 Kundefordringer

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	62 945	7 424	182 384
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner		1 080	285
Fakturering knyttet til utgiftsrefusjoner, inkludert rigg	787	682	3 792
Andre kundefordringer	329		
<b>Sum kundefordringer</b>	<b>64 061</b>	<b>9 187</b>	<b>186 461</b>

### Note 16 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	52 416	28 013	195
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	156 576	104 718	163 369
Meruttak av petroleum	12 615	302	7 508
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS*	17 837		22 903
Annen kortsiktig gjeld**	92 273	68 317	79 838
<b>Sum annen kortsiktig gjeld</b>	<b>331 718</b>	<b>201 351</b>	<b>273 813</b>

\*Den negative kontraktsverdien er relatert til en riggkontrakt inngått av Marathon Oil Norge AS, som var forskjellig fra dagens markedsvilkår på tidspunktet for oppkjøpet. Den virkelige verdien var basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen er delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og amortiseres over levetiden av kontrakten, som avsluttes i 2016.

\*\*Annen kortsiktig gjeld inkluderer ubetalte lønninger og feriepenger, påløpte renter og andre avsetninger.



## Note 17 Obligasjonslån

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>1)</sup>	216 415	291 875	253 141
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>2)</sup>	294 654		
<b>Sum obligasjonslån</b>	<b>511 070</b>	<b>291 875</b>	<b>253 141</b>

<sup>1)</sup> Lånet er tatt opp i NOK og løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 md. NIBOR + 5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvis rentebetaling. Lånet er usikret. Obligasjonseierne godtok i april 2015 etter ønske fra selskapet enkelte endringer i obligasjonslånsvilkårene. Endringene medførte fjerning av lånevilkåret knyttet til justert egenkapitalandel og en inkludering av to nye finansielle lånevilkår slik at lånevilkårene på obligasjonslånet bedre samsvarer med lånevilkårene på den reservebaserte lånefasiliteten. Som kompensasjon for aksept vil obligasjonseierne motta økt rente på 1,5 prosent til 3 md. NIBOR + 6,5 prosent, i tillegg til en engangsgodtgjørelse på 2,0 prosent (flatt).

<sup>2)</sup> Selskapet gjennomførte i mai 2015 en plassering av et nytt syvårig "PIK Toggle" subordinert obligasjonslån på USD 300 millioner med en fastrente på 10,25 prosent. Obligasjonen har en tilbakekjøpsopsjon fra år fire og inkluderer en mulighet til å utsette rentebetalinger.

## Note 18 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Reservebasert lånefasilitet	1 842 425		2 037 299
Rullerende kredittfasilitet		405 433	
<b>Sum annen rentebærende gjeld</b>	<b>1 842 425</b>	<b>405 433</b>	<b>2 037 299</b>

RBL fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1 milliard. Renten er fra 1 - 6 md. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt.

Selskapet ferdigstilte ved slutten av juni 2015 en halvårlig redetermineringsprosess med banksyndikatet. Det nye tilgjengelige opptreksbeløpet har blitt økt til USD 2,9 milliarder fra USD 2,7 milliarder ved årsslutt 2014. Den rullerende kredittfasiliteten («RCF») på NOK 550 millioner ble ferdigstilt med en gruppe banker den 30. juni. Lånet har en løpetid på fire år fra 2015 med en 1+1 års forlengelsesopsjon gitt enighet fra långiverne. Lånet har en margin på 4 prosent, som vil øke med 0,5 prosent årlig etter tre, fire og fem år, samt en margin på benyttet kreditt på 1,5 prosent. I tillegg påløper det en beredskapsprovisjon på 2,2 prosent på ubenyttet kreditt. Lånevilkårene (covenants) er de samme som for selskapets reservebasert lånefasilitet.



## Note 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	30.09.2015	30.09.2014	31.12.2014
Avsetning per 1.1.	489 051	160 413	160 413
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS			340 897
Påløpte fjerningskostnader	-8 768	-12 608	-14 087
Kalkulatorisk rente - nåverdiberegning	19 605	6 118	12 410
Omregningsdifferanse*		-8 820	-10 674
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	10 411		93
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>510 299</b>	<b>145 102</b>	<b>489 051</b>
<b>Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:</b>			
Kortsiktige	3 758	15 773	5 728
Langsiktige	506 541	129 329	483 323
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>510 299</b>	<b>145 102</b>	<b>489 051</b>

Hoveddelen av selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser er knyttet til de produserende feltene.

Selskapet har innregnet de første fjerningsforpliktelsene på Ivar Aasen feltet, da deler av plattformen ble installert i andre kvartal 2015.

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring av fjerning som er i tråd med Petroleumsløven og internasjonale lover og retningslinjer. Beregningene forutsetter en inflasjon på 2,5 prosent før skatt og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 3,89 prosent og 5,69 prosent.

\*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD per 15. oktober 2014, som beskrevet i regnskapsprinsippene i årsregnskapet for 2014.

## Note 20 Betingede forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, som for eksempel skattetvister. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til rettsaker og tvister, basert på ledelsens beste estimat i samsvar med IAS 37. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil medføre vesentlige forpliktelser for selskapet.

## Note 21 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har identifisert følgende hendelser som har funnet sted i perioden mellom balansedagen og rapporteringsdato.

### Oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS

Den 14. oktober 2015 annonserte Det norske at selskapet har inngått avtale om å overta Svenska Petroleum Exploration AS for et kontantvederlag på USD 75 millioner på gjeldsfri basis. Transaksjonen vil bli finansiert gjennom eksisterende kontantbeholdning og ubenyttede kredittfasiliteter. Transaksjonen er forventet å bli ferdigstilt innen utgangen av fjerde kvartal 2015, med forbehold om myndighetenes godkjenning.

Note 22 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Opererte felt:	30.09.2015	31.12.2014	Ikke-opererte felt:	30.09.2015	31.12.2014
Alvheim	65,000 %	65,000 %	Atla	10,000 %	10,000 %
Bøyla	65,000 %	65,000 %	Enoch	2,000 %	2,000 %
Ivar Aasen Unit	34,786 %	34,786 %	Gina Krog	3,300 %	3,300 %
Jette Unit	70,000 %	70,000 %	Johan Sverdrup ****	11,573 %	N/A
Vilje	46,904 %	46,904 %	Jotun	7,000 %	7,000 %
Volund	65,000 %	65,000 %	Varg	5,000 %	5,000 %

Utvinningsstillatelser der Det norske er operatør:

Lisens:	30.09.2015	31.12.2014
PL 001B	35,000 %	35,000 %
PL 026B	62,130 %	62,130 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %
PL 027ES *	0,000 %	40,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %
PL 036D	46,904 %	46,604 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %
PL 150B	65,000 %	65,000 %
PL 169C	50,000 %	50,000 %
PL 203	65,000 %	65,000 %
PL 203B	65,000 %	65,000 %
PL 242	35,000 %	35,000 %
PL 340	65,000 %	65,000 %
PL 340BS	65,000 %	65,000 %
PL 364	50,000 %	50,000 %
PL 460	100,000 %	100,000 %
PL 494	30,000 %	30,000 %
PL 494B	30,000 %	30,000 %
PL 494C	30,000 %	30,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %
PL 504BS *	0,000 %	83,571 %
PL 504CS *	0,000 %	21,814 %
PL 553 *	0,000 %	40,000 %
PL 626	50,000 %	50,000 %
PL 659	20,000 %	20,000 %
PL 663	30,000 %	30,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %
PL 709	40,000 %	40,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %
PL 724B **	40,000 %	0,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %
PL 748	40,000 %	40,000 %
PL 777 **	40,000 %	0,000 %
PL 790 **	50,000 %	0,000 %
<b>Antall</b>	<b>34</b>	<b>35</b>

Utvinningsstillatelser der Det norske er partner:

Lisens:	30.09.2015	31.12.2014
PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 019D	30,000 %	30,000 %
PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 035	25,000 %	25,000 %
PL 035B	15,000 %	15,000 %
PL 035C	25,000 %	25,000 %
PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 038D	30,000 %	30,000 %
PL 038E	5,000 %	5,000 %
PL 048B	10,000 %	10,000 %
PL 048D	10,000 %	10,000 %
PL 102C	10,000 %	10,000 %
PL 102D	10,000 %	10,000 %
PL 102F	10,000 %	10,000 %
PL 102G	10,000 %	10,000 %
PL 265	20,000 %	20,000 %
PL 272	25,000 %	25,000 %
PL 362	15,000 %	15,000 %
PL 438	10,000 %	10,000 %
PL 442	20,000 %	20,000 %
PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 492	40,000 %	40,000 %
PL 502	22,222 %	22,222 %
PL 522 *	0,000 %	10,000 %
PL 533 ***	35,000 %	20,000 %
PL 550	10,000 %	10,000 %
PL 551	20,000 %	20,000 %
PL 554	10,000 %	10,000 %
PL 554B	10,000 %	10,000 %
PL 554C	10,000 %	10,000 %
PL 558 *	0,000 %	20,000 %
PL 567	40,000 %	40,000 %
PL 574	10,000 %	10,000 %
PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 619 *	0,000 %	30,000 %
PL 627	20,000 %	20,000 %
PL 627B **	20,000 %	0,000 %
PL 653	30,000 %	30,000 %
PL 667 *	0,000 %	30,000 %
PL 672	25,000 %	25,000 %
PL 676BS *	0,000 %	0,000 %
PL 676S *	0,000 %	10,000 %
PL 678BS	25,000 %	25,000 %
PL 678C **	25,000 %	0,000 %
PL 678S	25,000 %	25,000 %
PL 681	16,000 %	16,000 %
PL 694 **	20,000 %	0,000 %
PL 706 *	0,000 %	20,000 %
PL 730	30,000 %	30,000 %
PL 730B	30,000 %	0,000 %
PL 778 **	20,000 %	0,000 %
PL 804 **	30,000 %	0,000 %
<b>Antall</b>	<b>46</b>	<b>46</b>

\* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut av lisensen.

\*\* Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2014. Tilbudene ble kunngjort i 2015.

\*\*\* Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.

\*\*\*\* I henhold til avgjørelse fra Olje- og energidepartementet.



Note 23 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2015			2014				2013
	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4
<b>Driftsinntekter</b>	<b>280 996</b>	<b>337 236</b>	<b>324 178</b>	<b>345 670</b>	<b>18 334</b>	<b>74 304</b>	<b>25 923</b>	<b>43 279</b>
Utforskningskostnader	18 066	24 949	14 523	51 491	71 778	21 027	20 040	95 472
Produksjonskostnader	26 888	50 686	39 349	44 400	7 906	7 417	7 032	16 607
Avskrivninger	129 790	117 354	122 224	104 183	28 080	13 443	14 548	21 103
Nedskrivninger	185 756		52 773	319 018			27 402	111 893
Andre driftskostnader	11 433	22 550	14 397	10 679	993	12 896	825	-685
<b>Driftskostnader</b>	<b>371 932</b>	<b>215 539</b>	<b>243 266</b>	<b>529 772</b>	<b>108 757</b>	<b>54 782</b>	<b>69 847</b>	<b>244 391</b>
<b>Driftsresultat</b>	<b>-90 936</b>	<b>121 697</b>	<b>80 912</b>	<b>-184 102</b>	<b>-90 423</b>	<b>19 522</b>	<b>-43 924</b>	<b>-201 112</b>
Netto finansposter	-15 808	-58 523	254	-12 788	-30 143	-23 865	-9 901	-18 011
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>-106 744</b>	<b>63 174</b>	<b>81 166</b>	<b>-196 889</b>	<b>-120 567</b>	<b>-4 343</b>	<b>-53 824</b>	<b>-219 123</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	59 441	55 897	78 727	89 997	-103 615	-31 627	-51 240	-163 202
<b>Periodens resultat</b>	<b>-166 185</b>	<b>7 277</b>	<b>2 439</b>	<b>-286 887</b>	<b>-16 952</b>	<b>27 284</b>	<b>-2 584</b>	<b>-55 921</b>

Tall fra perioden før skiftet av funksjonell valuta er omregnet til USD ved bruk av årlig gjennomsnittlig valutakurs i 2013 og ni måneders gjennomsnittlig valutakurs i 2014.



# NOTATER







**detnor.no**